

XVI ERIAC
DECIMOSEXTO ENCUENTRO
REGIONAL IBEROAMERICANO DE CIGRÉ

17 al 21 de mayo de 2015



Comité de Estudio C1 - Desarrollo de Sistemas y Economía

Cálculo de índices de cobertura probabilista para sistemas eléctricos interconectados en presencia de elevada penetración de energías renovables; aplicación a la planificación de generación en el caso español

R.López* | **G.Queijo**
REE | **REE**
España | **España**

Resumen *– En este artículo se presenta la metodología desarrollada por Red Eléctrica de España para el cálculo de índices de cobertura probabilísticos aplicada a las distintas variables en juego que tienen influencia en la determinación de la cobertura. Así, se trata de una manera probabilista mediante sorteos horarios de Monte Carlo tanto el comportamiento del parque generador convencional como el renovable, introduciendo estocasticidad en la disponibilidad de los generadores y del recurso primario en el caso de las fuentes renovables. La metodología se complementa con algoritmos para tratar la gestión del recurso hidráulico y el apoyo que ofrecen las interconexiones entre sistemas. Por último se presenta una aplicación práctica del programa para la determinación del parque generador necesario en el marco de una planificación indicativa.*

Palabras clave: LOLE – EDNS – seguridad de suministro – cobertura de la demanda – análisis de Monte Carlo – energías renovables – gestión del bombeo – planificación de generación

1 INTRODUCCIÓN

El análisis de cobertura de la demanda de los sistemas eléctricos, entendiendo como tal la adecuación del parque generador para satisfacer la demanda eléctrica (concepto anglosajón de *adequacy*) se ha venido realizando históricamente de una manera determinista, esto es, estimando la potencia disponible del parque generador en el momento de la punta esperada del sistema y comprobando si el margen de potencia disponible era o no adecuado en base a criterios igualmente deterministas (típicamente se considera adecuado contar con un margen igual o superior al 10% de la demanda). Si bien en un sistema puramente térmico esta aproximación pudiera llegar a ser suficientemente buena, la entrada en los sistemas eléctricos de elevados contingentes renovables (con la variabilidad intrínseca del recurso primario) hace inviable el mantenimiento de esta metodología. Adicionalmente, la gestión del parque hidroeléctrico y de bombeo, así como el apoyo de sistemas vecinos, son variables que deberían tenerse en cuenta de manera no determinista a la hora de realizar análisis de cobertura.

Los métodos de cálculo probabilista de cobertura de la demanda vienen a solucionar en gran medida estas dificultades, permitiendo considerar de una manera más precisa y objetiva la contribución real de un determinado tipo de tecnología a la seguridad de suministro en un momento dado. Estos cálculos probabilistas se traducen en última instancia en indicadores tales como el LOLE (*Loss Of Load Expectation*) o la EDNS (*Expected Demand Not Supplied*) de manera que con esta información el agente responsable de garantizar la seguridad de suministro pueda tomar las decisiones pertinentes en lo que a planificación indicativa de generación se refiere, por ejemplo.

La actividad de planificación indicativa de la generación en un sistema eléctrico tiene como objeto asegurar un compromiso óptimo entre la fiabilidad del sistema, la seguridad del suministro, y el coste del mismo, teniendo en cuenta la protección del medio ambiente. Estos objetivos se encuadran en los objetivos europeos de política energética de seguridad del suministro, la eficiencia económica y la sostenibilidad medioambiental; por otra parte, el carácter indicativo de la misma se encuadra dentro del marco europeo del Mercado Interior de la Energía, por el que existe libertad efectiva de instalación de centrales generadoras. El cálculo de los índices LOLE y EDNS permite, junto con el establecimiento de un nivel de referencia

* Pº Conde de los Gaitanes 177, 28109 Alcobendas, Madrid, España – rlopezsanz@ree.es

adecuado para los mismos, determinar la necesidad de generación adicional en un horizonte futuro, y anticipar si fuera necesario acciones correctivas encaminadas a asegurar la cobertura de la demanda.

2 METODOLOGÍA DE CÁLCULO PROBABILISTA

2.1 Índices de cobertura probabilista y análisis de Monte Carlo

El concepto de fiabilidad de sistemas eléctricos y la evaluación del mismo está ampliamente expuesto en la literatura, pudiendo citar en particular la referencia [1] que extiende estos conceptos al campo probabilístico. El indicador LOLE cuantifica como su propio nombre indica la probabilidad de pérdida de carga de un sistema, dado como % estimado del tiempo en el cual el sistema no será capaz de satisfacer la demanda con sus propios medios. Estrechamente asociado a este indicador estaría la EDNS, que traduce el concepto de probabilidad porcentual dado por el LOLE a energía no suministrada (MWh) esperada en el sistema.

A efectos del cálculo de dichos indicadores, suponiendo una curva de demanda conocida la variable fundamental es la estimación de potencia disponible del parque generador. Dicho parque se comporta mayoritariamente de una manera estocástica y no predecible, ya sea por variabilidad de recurso primario (viento, sol, agua) como por fallos fortuitos de las centrales y/o de las interconexiones entre sistemas. La metodología desarrollada usa un análisis de Monte Carlo [2], [3] para la determinación en última instancia de dicha potencia disponible esperada. En el caso de las tecnologías térmicas la aplicación de la metodología es directa, dada la disponibilidad permanente de recurso primario y la gestionabilidad de dichas tecnologías. En cuanto a las tecnologías no térmicas se encontraron en la literatura algunas aproximaciones diferentes al problema de la modelización del viento, gestión hidrotérmica y otras fuentes de energía renovables [4], [5], si bien ninguna solución se adaptaba a las peculiaridades de los sistemas españoles, por lo que se desarrollaron los algoritmos necesarios para un adecuado tratamiento de este tipo de generadores de una manera probabilista.

Es importante señalar que el resultado del cálculo del software son los índices LOLE y EDNS achacables al equipo generador y/o capacidad de interconexión, sin considerar contingencias de red. No es tampoco un objetivo del programa realizar un despacho de generación que optimice costes, se asume que si hay potencia disponible se podrá despachar y entregar al punto de consumo.

2.2 Tratamiento estocástico de tecnologías térmicas

Para tecnologías térmicas convencionales tal como centrales nucleares, de carbón, fuel o gas al no existir la indeterminación del recurso primario (al menos en una primera aproximación de abastecimiento garantizado de combustibles fósiles) dichos generadores cuentan con dos posibles estados: disponible o no disponible. La probabilidad de que una central no esté disponible en un momento determinado viene dada por el índice de tasa de fallo fortuita FOR (*forced outage rate*). Para N generadores existirán por tanto 2^N posibles combinaciones de estados disponibles/no disponibles con sus probabilidades asociadas, que al cruzar con el dato de demanda horaria resultarán en que el sistema incurra en LOLE o no para un sorteo dado, en función que la potencia disponible sea inferior o no a la demanda respectivamente.

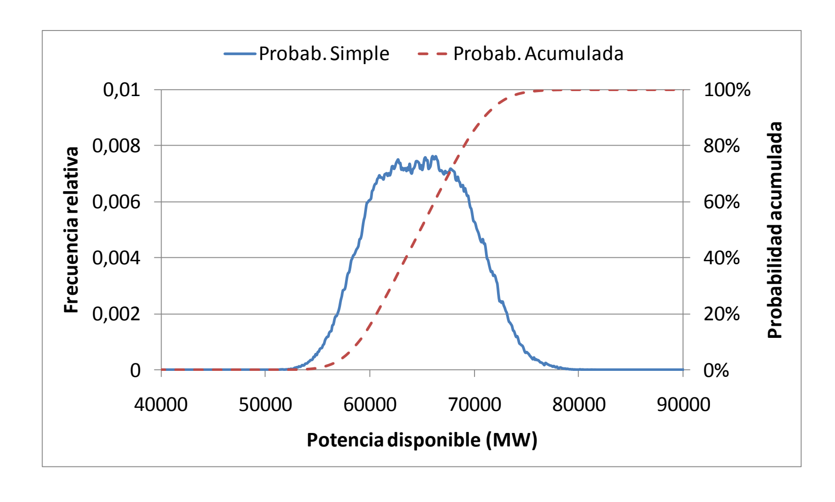


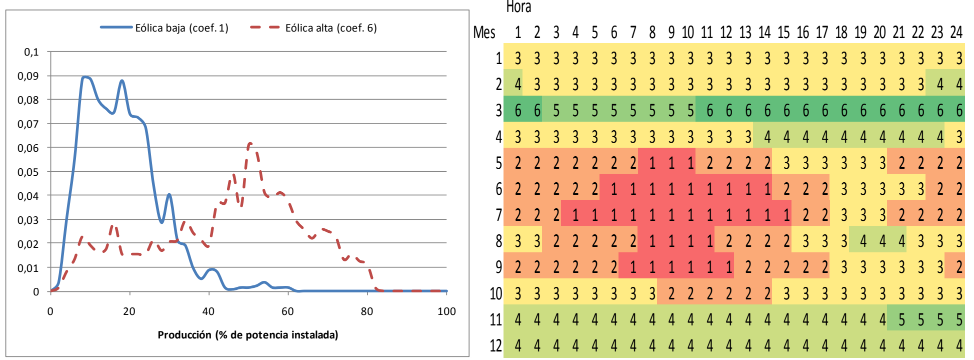
Fig.1 Función de probabilidad de la disponibilidad del parque térmico

Este método combinatorio completo provoca un aumento exponencial del tiempo de cálculo ante parques con un considerable número de generadores. El método de Monte Carlo produce sorteos horarios para cada una de las unidades del parque generador que siguen la probabilidad dada por la tasa de fallo. Como resultado de la aplicación de este método de Monte Carlo obtendremos una distribución estimada de potencia disponible, tal como la representada en la Fig.1, que será tanto más aproximada a la teórica cuanto mayor sea el número de sorteos realizados. Se permite también introducir información de indisponibilidades programadas del parque generador, en forma de periodos de mantenimiento por central.

2.3 Energía eólica

Para poder obtener una función de probabilidad de la potencia disponible eólica, la disponibilidad del recurso primario (viento) debe ser modelada. Se partió de datos históricos horarios de producción eólica para varios años, en términos de porcentaje de la potencia eólica instalada.

Sería inexacto considerar una función de probabilidad única que cubriera todas las horas del año, ya que el comportamiento del viento difiere por ejemplo en verano e invierno, y varía asimismo con la hora del día. Se muestra en la Fig. 2-(a) el histograma de producción eólica para un sistema en un periodo de baja disponibilidad de recurso (coef. 1: horas centrales de verano) y para otro periodo de alto recurso eólico (coef. 6: mes de marzo). Por otra parte, aunque técnicamente es posible, no es práctico y no sería estadísticamente significativo considerar distintas funciones de probabilidad de energía eólica para cada hora del año. El análisis del recurso sugiere que la división del año en 6 periodos es un valor adecuado para conjugar ambos criterios, de forma que el software desarrollado permite el cálculo de funciones de probabilidad para hasta 6 periodos predefinidos bien por el usuario o bien por la propia herramienta en base a los datos históricos horarios disponibles (ver Fig.2-(b)).



Hora

Mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
2	4	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	4	4
3	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
4	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3
5	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2
6	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	3	3	3	3	3	2	2
7	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	3	3	3	2	2	2	2
8	3	3	2	2	2	2	2	1	1	1	1	2	2	2	2	3	3	3	4	4	4	3	3	3
9	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	2
10	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
11	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5	5
12	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4

Fig.2-(a) Histograma para periodos de baja y alta producción eólica

Fig.2-(b) Definición de periodos eólicos

2.4 Hidráulica convencional

La tecnología hidráulica es de gran importancia en el sistema peninsular español, ya que representa en su conjunto cerca del 20% de la potencia total instalada en 2013 (hidro convencional + bombeos + minihidráulica). De ellas, la mayor parte son centrales convencionales en grandes embalses, y es fundamental un correcto modelado de la contribución a la cobertura de esta tecnología. Después de una revisión de la literatura no se encontró ninguna metodología directamente aplicable para el caso español, por lo que se desarrolló una nueva metodología.

Si bien no es el objeto de esta herramienta realizar una gestión hidrotérmica del parque, se cuenta con datos de de potencia hidráulica convencional máxima diaria que puede mantenerse durante cuatro horas, ya que dicha información debe ser proporcionada por los agentes del mercado al operador del sistema. Dentro de la determinación por los agentes de este valor viene implícita una gestión adecuada del agua, y por tanto se podrán usar estos datos con suficiente para establecer la potencia disponible del parque hidráulico en un momento dado con suficiente precisión.

De manera similar a la energía eólica, la energía hidráulica tiene un importante componente estacional en el recurso primario, por lo que requiere una diferenciación previa por periodos para proceder a

su tratamiento estocástico. Se eligió dividir el año en 12 periodos, uno por cada mes, para los que se calculan las funciones de probabilidad. En la Fig.3 se muestra un ejemplo del comportamiento del recurso para un mes húmedo (abril) y uno seco (diciembre).

La metodología desarrollada trata cada día por separado, generando muestras que siguen las funciones mensuales de probabilidad para la disponibilidad de potencia hidráulica. La energía disponible para usar durante el día se limita a cuatro veces el valor de la potencia diaria muestreada, si bien el usuario tiene la posibilidad de no aplicar restricciones a la energía y por tanto extender el valor de potencia disponible a la totalidad de horas del día.

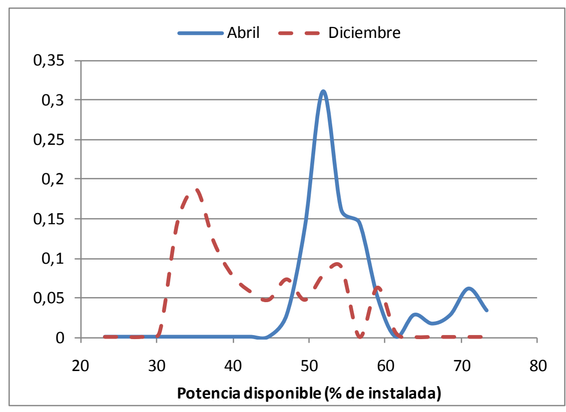


Fig.3 Histograma de disponibilidad de potencia hidráulica

2.5 Tecnologías no gestionables

Dentro de esta categoría se incluyen el resto de tecnologías renovables no gestionables como la energía solar fotovoltaica y térmica, pero también se podrían incluir en esta categoría la pequeña hidráulica, cogeneración, residuos sólidos urbanos, etc.

El usuario debe introducir un perfil típico horario de producción en términos de % de la potencia instalada, coherente con el calendario del periodo de estudio. Asimismo, tiene la posibilidad de definir una desviación típica para esa tecnología. El programa generará para cada hora una distribución normal en base al valor horario de producción y dicha desviación típica, realizará sorteos para dicha variable, e incrementará la potencia disponible horaria en el valor resultante.

2.6 Unidades de bombeo

La tecnología de almacenamiento hidráulico de bombeo es particularmente útil para la cobertura, ya que se puede utilizar para equilibrar la oferta y la demanda. En un ciclo típico de funcionamiento, estas unidades almacenarán energía en un embalse superior mediante el bombeo de agua en situación de precios bajos de la energía, y posteriormente generarán con las mismas máquinas usando de manera óptima el agua almacenada. Dado este comportamiento, la metodología de Monte Carlo no secuencial subyacente a la herramienta no es adecuada para la simulación de este tipo de tecnología.

Por tanto, se desarrolló un algoritmo de optimización del uso del agua en base a ciclos de funcionamiento típicos. En una primera etapa se analiza la posibilidad de usar la potencia disponible libre en el día D-1 para llenar el depósito superior de la instalación de bombeo. Esta operación se lleva a cabo respetando las restricciones de capacidad del embalse y de la máxima potencia de bombeo. Una vez que el algoritmo ha calculado la cantidad de agua disponible en el depósito, esta agua se utiliza durante todo el día D aplicando el principio de la máxima fiabilidad, de forma se distribuye la energía disponible para aplanar la curva de carga neta, minimizando el LOLE diario total. Para este proceso de turbinación se respetan asimismo las capacidades y potencias máximas, y se tiene en cuenta el rendimiento del ciclo de bombeo. En el ejemplo de aplicación mostrado en el apartado 3 de este artículo se incluye un gráfico de la gestión del bombeo realizada por la herramienta.

2.7 Tratamiento de las interconexiones

Las interconexiones entre sistemas eléctricos son de gran importancia. Por un lado ayudan a la integración de los mercados eléctricos, y por otro colaboran positivamente a la seguridad de suministro, dado el apoyo mutuo que pueden prestarse dos sistemas interconectados. De hecho, en este sentido, existen a nivel europeo objetivos de capacidad de intercambio mínima entre países [6]. Por todo ello, en lugar de asumir una hipótesis conservadora de autosuficiencia de los sistemas aislados, en términos de cobertura se desarrolló un método detallado para el tratamiento de las interconexiones.

Cuando el número de sistemas interconectados crece, la complejidad aumenta exponencialmente ya que hay varios caminos y maneras de proporcionar apoyo mutuo. Se creó un método genérico capaz de calcular el apoyo óptimo entre N sistemas, que se implementó en el software para N=4. Dada la naturaleza del problema, puede haber diferentes soluciones válidas para la misma configuración inicial, si bien el algoritmo siempre convergerá a una solución que reduzca al mínimo la EDNS total y por lo tanto el LOLE de todo el sistema

Se realizó una adaptación del algoritmo de Ford-Fulkerson [7], [8], [9], para abordar este problema, resultando un algoritmo iterativo que distribuye el exceso de generación en los sistemas que lo requieran siguiendo los siguientes pasos:

1. Cada sistema se estudia aislado, tratando de cubrir su demanda con su propia generación disponible.
2. Si alguno de los sistemas no es capaz de cubrir la demanda, el algoritmo selecciona el que tiene el mayor índice mensual LOLE y busca interconexiones con cualquier otro sistema que tiene exceso de generación disponible.
3. La potencia se transfiere a continuación a partir de los sistemas con exceso de generación a través de cada posible interconexión proporcionalmente a la capacidad de la conexión, y limitada a sus respectivas capacidades máximas. Si el sistema en análisis aún no cubre su demanda con la contribución de los otros sistemas, este paso se repite.
4. Siempre que queden sistemas que necesitan apoyo, sistemas con generación disponible no usada, y capacidad de interconexión no cubierta por tránsitos, el algoritmo regresa al paso 2.

2.8 Otras funcionalidades

El problema de la planificación de generación se ha abordado tradicionalmente de manera determinista en sistemas con generación térmica convencional mayoritaria, considerando el fallo esperado del parque generador en el momento de la punta del sistema y considerando como elemento limitador de la seguridad de suministro el índice de cobertura. Sin embargo, en sistemas tales como los no peninsulares españoles esta metodología determinista no es válida, ya que el elemento limitador es el índice probabilista LOLE. Gracias a los índices de cobertura de la demanda calculados por el modelo, es posible su uso para determinar la necesidad de potencia adicional de un sistema en un horizonte de planificación, con la restricción de conseguir un valor esperado de pérdida de carga inferior a un umbral fijado de antemano. En el caso de los sistemas no peninsulares españoles, se usa la limitación de LOLE inferior a 1 día cada 10 años, computado en términos mensuales.

El programa incorpora un módulo de cálculo automático de la potencia disponible necesaria. Se selecciona para cada sistema el mes más restrictivo en términos de cobertura, y se realizan cálculos del índice LOLE añadiendo sucesivamente potencia adicional en escalones definidos por un mínimo y un máximo, para una tecnología genérica para la que podremos considerar una probabilidad de fallo.

Es posible usar el programa también para realizar análisis de sensibilidad y permitir la elección entre distintas tecnologías de generación (térmica, bombeos, energías renovables,…) o bien la construcción de enlaces entre sistemas, mediante la ejecución manual de distintos escenarios alternativos y la posterior comparación de resultados. Sería posible usar las conclusiones así tomadas para estudiar el mejor compromiso entre la seguridad del suministro, la integración de fuentes de energía renovables, y los costos de respaldo del sistema.

3 EJEMPLO DE APLICACIÓN

3.1 Definición del estudio

El operador del sistema español realiza anualmente un análisis de cobertura de los sistemas no peninsulares para un horizonte de 10 años, con el objetivo de determinar, en su caso, las necesidades de generación adicional para cumplir con los límite máximo de probabilidad de LOLE dados por la legislación, que especifica (RD 1747/2003) el umbral de 1 día cada 10 años en términos mensuales, es decir 0,2 horas/mes.

Se describe a continuación un ejemplo de aplicación para las islas de Tenerife y la Gomera. Estas dos islas tienen prevista una interconexión en el futuro además de la conexión de un grupo de bombeo en Tenerife y un plan de expansión de eólica y fotovoltaica; esta complejidad del estudio se puede abordar con la metodología de cobertura probabilista anteriormente presentada, con la que, por medio de la herramienta, se producen una serie de valores horarios para la cobertura probabilística de la demanda de los sistemas interconectados.

3.2 Análisis de resultados

Se presenta en la Tabla I la agregación mensual de los resultados del sistema de Tenerife, para la ejecución del sistema conjunto Tenerife-La Gomera y una vez ajustada la generación necesaria para el cumplimiento de los criterios de planificación de generación.

TABLA I. RESUMEN DE RESULTADOS MENSUALES

Sist. 1	LOLE (h)	LOLP	EDNS (MWh)	LORE (h)	LORP	ERNS (MWh)	Punta (MW)	Disponibilidad media (MW)
Enero	0,20	0,0269%	6,4	56,87	7,6437%	2805,3	671,10	869,32
Febrero	0,09	0,0132%	3,5	38,61	5,7461%	1861,5	668,14	866,81
Marzo	0,09	0,0118%	3,0	32,59	4,3797%	1569,6	651,43	885,81
Abril	0,03	0,0035%	0,7	13,07	1,8153%	580,3	621,12	921,08
Mayo	0,01	0,0013%	0,3	8,13	1,0927%	327,9	618,00	942,36
Junio	0,02	0,0024%	0,7	13,16	1,8283%	554,2	610,40	927,66
Julio	0,00	0,0005%	0,1	2,79	0,3754%	112,0	684,49	1037,82
Agosto	0,00	0,0001%	0,0	1,93	0,2598%	76,0	654,79	1052,32
Septiembre	0,01	0,0010%	0,1	11,48	1,5950%	498,2	661,92	960,58
Octubre	0,02	0,0032%	0,7	16,17	2,1737%	747,6	688,80	950,82
Noviembre	0,04	0,0049%	1,1	21,14	2,9357%	1025,3	706,59	946,41
Diciembre	0,03	0,0036%	0,8	13,52	1,8167%	648,1	696,08	974,07
Año	0,53	0,0060%	17,4	229,47	2,6195%	10806,1	706,59	944,59

Se comprueba cómo se ha conseguido ajustar la generación mínima necesaria hasta que todos los meses se encuentran por debajo del criterio de LOLE máximo mensual de 0,2 horas/año En la tabla se presentan dos índices no mencionados anteriormente (LORE y LORP) que miden la capacidad del sistema de abastecer no sólo la demanda sino también un requisito horario de reserva definido por el usuario. No se muestran los resultados de La Gomera por ser en todos los meses el LOLE prácticamente igual a 0, gracias al apoyo recibido desde Tenerife por la interconexión.

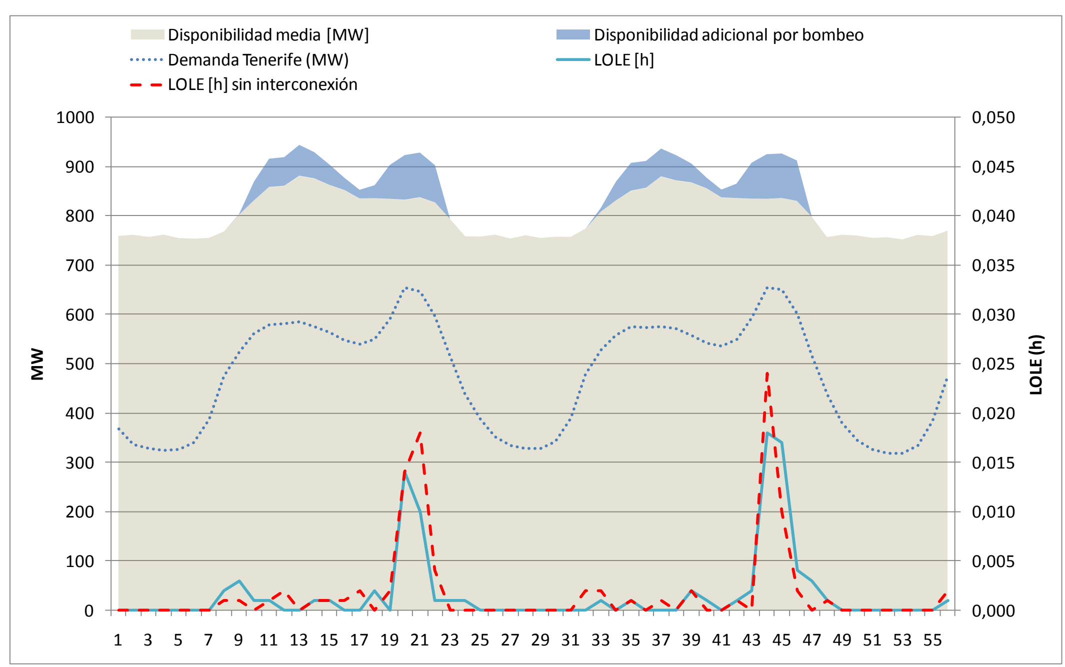


Fig.4 Análisis de resultados (sistema de Tenerife)

En la Fig. 4 se compara el detalle horario de los resultados de LOLE con la demanda y la potencia media disponible para cada hora calculada por el propio programa en base a los sorteos realizados. Se especifica la parte de dicha potencia disponible que se conseguiría gracias a la unidad de bombeo prevista en la isla de Tenerife. En este gráfico se comparan los resultados de LOLE para el caso con y sin una hipotética interconexión entre sistemas.

Se aprecia que en los momentos en que la diferencia entre potencia disponible y demanda es menor se incurre en horas con LOLE distinto de 0, tanto mayor cuanto más cercanas estén dichas curvas. Es de señalar que a pesar de que la potencia media disponible calculada supere siempre a la demanda dentro de una hora se podrá incurrir en algún sorteo para el cual el valor calculado de potencia disponible sea en efecto inferior a la demanda, y por tanto el LOLE para esa hora sea distinto de 0.

Por otra parte, se comprueba cómo la gestión del bombeo coloca la energía en horas en las cuales la probabilidad de tener pérdida de carga es mayor. Se comprueba asimismo que el efecto de añadir una interconexión mejora la seguridad de suministro en términos de LOLE (si bien, dada la naturaleza de una metodología por sorteos, puedan existir horas puntuales donde esto no se cumpla).

TABLA II. RESUMEN DE RESULTADOS MENSUALES

	LOLE mensual máximo (h/mes)		Potencia adicional necesaria (MW)	
	Con bombeo	Sin bombeo	Con bombeo	Sin bombeo
Sistemas interconectados	0,20	1,30	0	92
Sistemas no interconectados	0,26	1,52	14	102

Finalmente se realizó una sensibilidad cruzada del efecto del bombeo y las interconexiones, ejecutando los cuatro casos descritos en la Tabla II. En base a los resultados obtenidos se pueden comparar directamente las alternativas (bombeo, interconexión) frente a la instalación de potencia adicional, de forma que, conocidos al menos los costes e impacto ambiental de las diversas alternativas se podría llegar a la solución óptima para el sistema conjunto.

4 CONCLUSIONES

Ante la necesidad de realizar análisis con resolución horaria que tomen en consideración el elevado número de variables que intervienen en la cobertura de la demanda así como su naturaleza estocástica, se impulsó el desarrollo de la metodología aquí expuesta para el cálculo de los índices de cobertura probabilísticos LOLE y EDNS. La introducción a gran escala de tecnologías renovables de generación de energía en los sistemas eléctricos de España, así como otras tecnologías no térmicas como el bombeo y la hidráulica hace necesario el desarrollo de nuevas metodologías para estimar su contribución a la seguridad del suministro. Además, el desarrollo de múltiples interconexiones entre sistemas tiene que ser abordado adecuadamente.

La metodología de sorteos de Monte Carlo desarrollada trata de manera probabilista el parque térmico convencional, teniendo en cuenta su tasa de fallo fortuita así como los periodos de mantenimiento programado. Para la energía eólica se realiza una categorización previa de las características del recurso en el sistema en estudio, que permite crear funciones de distribución para hasta seis periodos anuales. La energía solar así como otras fuentes no gestionables se tratan como un perfil horario fijo, al cual se le aplica estocasticidad por medio de la desviación típica. La gran hidráulica se caracteriza en base a datos históricos de máxima potencia producible, creando funciones de distribución distintas para cada mes, de las que se sortea la potencia hidráulica esperada. Posteriormente, se realiza una optimización de la energía generada por los grupos de bombeo teniendo en cuenta el comportamiento de la demanda y la disponibilidad del resto del parque generador. Por último, se permite la posibilidad de compartir recursos de generación entre diversos sistemas eléctricos, por medio de un novedoso algoritmo que analiza la posibilidad de apoyo de un sistema eléctrico a otro a través de las interconexiones.

La metodología desarrollada permite abordar asimismo el problema de la planificación de generación, realizando el programa un cómputo automático de los grupos térmicos convencionales necesarios adicionales a los ya existentes para cumplir con una restricción fijada en términos de LOLE máximo mensual. Se presenta por último una aplicación práctica del uso de la herramienta en el cálculo de índices probabilistas de cobertura en sistemas eléctricos insulares interconectados en presencia de fuentes renovables y bombeo, y el análisis de alternativas de mejora de la seguridad de suministro.

5 REFERENCIAS

[1] R. Billinton and R. Allan, “Reliability Evaluation of Power Systems, 2nd edition”, Plenum Press, 1996

[2] Armando M. Leite da Silva et al., "Application of Monte Carlo simulation to generating system well-being analysis considering renewable sources", Iowa State University, 2004.

[3] G. Desrochers and M. Blanchard, "A Monte Carlo simulation for the economical assessment of the contribution of wind energy to power systems", IEEE Trans. on Energy Conv., Vol. 1, No.4, pp. 50-56, 1986.

[4] C. Singh and A.L. Gonzalez, "Reliability modeling of generation systems including unconventional energy sources", IEEE Trans. on PAS, Vol. 104, No. 5, pp. 1049-1056, May 1985.

[5] R. Billinton, H. Chen and R. Ghajar, "A sequential simulation technique for adequacy evaluation of generating systems including wind energy", IEEE Trans. on Energy Conv., Vol. 11, No. 4, pp. 728-734, 1996.

[6] Presidency conclusions, Barcelona European Council. 15 and 16 March 2002. http://ec.europa.eu/languages/documents/doc4794_en.pdf

[7] R. López, J. Revuelta and I. Cobo “Calculation of adequacy indices for interconnected Spanish electric systems in presence of RES, hydro and pump units”, European Energy Markets, Stockholm, May 2013

[8] A. Dwivedi and X. Yu, “A maximum-flow based complex network approach for power system vulnerability analysis”, IEEE Trans. On Industrial Informatics, vol. 9, No. 1, February 2013.

[9] V. K. Balakrishnan, “Schaum’s Outline of Theory and Problems of Graph Theory”. McGraw-Hill, 1997, pp. 131–140.